

Office of the Auditor General of Canada
Commissioner of the Environment and Sustainable Development
Attention: Petitions
240 Sparks Street
Ottawa, Ontario K1A 0G6
Fax: 613-941-8286
Email: petitions@oag-bvg.gc.ca

Contact information:

Name: Gillian McEachern
Address: 910-130 Albert Street
Ottawa, ON
K1P 5G4
Tel: 613.292.4416
Email: gmceachern@environmentaldefence.ca
Organization: Environmental Defence

I hereby submit this petition to the Auditor General of Canada under section 22 of the *Auditor General Act*.



Signature:

Date: June 20, 2011

Name: André Bélisle
Address: 484, route 277
Saint-Léon-de-Standon, QC
G0R 4L0
Tel: (418) 642-1322
Email: andre.belisle@aqlpa.com
Organization: Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

I hereby submit this petition to the Auditor General of Canada under section 22 of the *Auditor General Act*.



Signature:

Date: June 20, 2011

Name: Josh Paterson

Address: 200 - 2006 West 10th Avenue
Vancouver, BC, Canada V6J 2B3

Tel: 604-601-2512

Email: jpaterson@wcel.org

Organization: West Coast Environmental Law Association



Signature:

Date: June 20, 2011

Title of Petition:**Shale Gas Fracking and In Situ Oil Sands Chemicals and the National Pollutant Release Inventory: Public Disclosure Needed****Titre de la pétition :****La fracturation liée au gaz de schiste, les produits chimiques liés aux sables bitumineux et l'Inventaire national des rejets de polluants : nécessité de divulgation publique****Background:**

The decline of conventional sources of oil and gas is spurring a shift to sources that are more difficult to extract such as shale gas and tar sands oil. This is causing an increase in the use of new technologies to access these energy sources, and in some cases harmful chemicals are used. This petition is in regards to the use of chemicals for hydraulic fracturing or fracking of rock to access shale gas and the use of solvents for in situ tar sands extraction. In both cases, chemicals are injected into the ground to help access a fossil fuel resource.

The regulatory system has not yet been fully developed for these relatively new methods of fossil fuel production. This petition deals with the specific issue of whether companies injecting chemicals into the ground for fracking and/or in situ tar sands extraction are legally required to report those activities to the National Pollutant Release Inventory (NPRI). Below is a brief description of each activity followed by our understanding of the current requirements for reporting.

Fracking

Accessing the shale gas stored in rock requires hydraulic fracturing or fracking. Fracking involves injecting chemicals into wells drilled in the rock, which combined with pressure break the rock and allow the gas to flow. To date, fracking has been used to extract shale gas in B.C. and, to a much lesser extent, in Quebec. However, given the dwindling supply of conventional gas and the reserves of shale gas in B.C., Alberta, Saskatchewan, Quebec, Nova Scotia and New Brunswick, this industry is expected to grow significantly over the next decade.¹

Because of the large volume of liquid needed to fracture the rock, shale gas wells use vast quantities of freshwater. In the U.S., it is estimated that each well uses an average of 11 million litres of water.² The freshwater is mixed with chemicals, injected in the wells and the contaminated water (called 'flowback', only 10-50% of which is pumped back to the surface³) is then either disposed of in underground reservoirs, stored in open pits or treated and released back into the environment.⁴

Many concerns have been raised about the environmental and health impacts of shale gas production, particularly in the U.S. where shale gas already accounts for an estimated 20 per cent of natural gas production. However, the focus of this

specific petition is the related to the chemicals used in the fracturing fluid. Until recently, companies extracting shale gas in the U.S. were not publicly reporting the chemicals used in fracking. A recent minority report by the U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce surveyed 14 companies and found that between 2005-2009, they used 750 chemicals in 780 million gallons of fracking fluid.⁵

Out of those 750 chemicals, at least 29 are known or potential human carcinogens and/or listed under the Safe Drinking Water Act or Clean Air Act because of their impacts on human health. The most widely used chemicals are methanol, then isopropyl alcohol, 2-butoxyethanol, and ethylene glycol. Out of the 29 chemicals identified as having human health impacts in the U.S., 27 of them are also listed as Group 1 substances on the NPRI, and one as a Group 4 substance.

To date, Canadian companies have not disclosed the chemicals being used to frack shale in Canada. This means that the federal government, and the Canadian public, is being kept in the dark about the release of potentially dangerous substances like cancer-causing acrylamide and formaldehyde into groundwater. Some of the fracking fluid remains underground and therefore likely makes its way into groundwater, whereas the rest is being disposed using poorly-defined methods.

Solvents and in situ tar sands extraction

In situ tar sands is a process used to access tar sands deposits that are too deep to be mined. Traditionally, the process has involved injecting steam into wells to liquefy the bitumen and allow it to be pumped to the surface. However, several companies are now developing new methods that involve injecting organic solvents into the wells to decrease the amount of steam required.

While the use of solvents for in situ tar sands extraction is still in the early stages, several companies have been running pilot projects and are planning to begin commercial scale use including: Larcina Energy at its Saleski Phase 1 and Germain Expansion⁶, Cenovus at Christina Lake and its proposed Narrows Lake project⁷, Devon Energy at Jackfish 3⁸ and Imperial Oil at Cold Lake⁹. The descriptions provided by the companies on their websites range from the use of butane to "light hydrocarbon solvent" to a "proprietary solvent". None of these companies have report the release of these solvents on the NPRI as of the most recently available (2009).

Because the use of solvents is still under development, it is unclear from the information available how much solvent is used, and the relative amount that is recovered versus released into the groundwater. However, solvent use is likely to increase as the process goes into commercial application and the production of tar sands oil shifts from mining to in situ over the next decade.¹⁰ Therefore, it is essential that the regulatory requirements be established now before solvent-assisted in situ tar sands extraction is in widespread use. This not only helps protect the environment but provides clarity for the industry as it moves forward with new plans.

Current Reporting Criteria

Each year, Environment Canada publishes the criteria for reporting releases to the NPRI in the Canada Gazette.¹¹ The annual notice is given pursuant to subsection 46 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA). Schedule 1 of the notice lists the substances that are captured by the notice. While there has not been disclosure by companies to date regarding which substances are being used in fracking fluid, it is reasonable to assume they are similar to those being used in the United States. As discussed above, 27 chemicals identified in the U.S. that are used in fracking fluid and have human health impacts are listed in Schedule 1 of the NPRI notice. Furthermore, while tar sands companies have not disclosed the specific solvents being used for in situ solvent-assisted extraction, many organic solvents are listed in Schedule 1 (benzene, acetaldehyde, toluene, hexane, etc.).

Schedule 3 lists the criteria for reporting to the NPRI. However, subsections 1(2)(a) and 4(a) appear to exclude facilities from reporting substances that are released in the process of exploring and drilling oil and gas wells¹²:

"1 (2) Despite subsection (1), this notice does not apply to a facility if the only activities that take place at that facility are

(a) the exploration of oil or gas, or the drilling of oil or gas wells; or

4. In calculating the mass reporting thresholds set out in this Schedule, a person subject to this notice shall exclude the quantity of a substance that is

(a) manufactured, processed or otherwise used for the exploration of oil or gas, or the drilling of oil or gas wells; or"

It is unclear, given both fracking and solvent-assisted in situ extraction are relatively new activities in Canada, whether these exceptions to the reporting criteria are creating a loophole to allow facilities to avoid reporting the chemicals released or if there is some other rationale for this.

The federal government has a responsibility, through the Canadian Environmental Protection Act (1999), for "pollution prevention and the protection of the environment and human health in order to contribute to sustainable development".¹³ According to CEPA, the duties of the Government of Canada include:

"2. (1) In the administration of this Act, the Government of Canada shall, having regard to the Constitution and laws of Canada and subject to subsection (1.1),

- 1. (a) exercise its powers in a manner that protects the environment and human health, applies the precautionary principle that, where there are threats of serious or irreversible damage, lack of full scientific certainty shall not be used as a reason for postponing cost-effective measures to prevent**

environmental degradation, and promotes and reinforces enforceable pollution prevention approaches;”

While natural resource extraction is an area of provincial jurisdiction, CEPA provides a clear responsibility for the federal government to take action regarding the release of harmful substances and to ensure transparency about what quantities and types of substances are being used for fracking and in situ tar sands extraction. As these processes become more widely-used, it will be essential for the federal government to understand this issue in order to meet its duties to protect water resources under the *Fisheries Act* and uphold its fiduciary duty to Aboriginal Peoples.

Contexte :

Le déclin des sources traditionnelles de pétrole et de gaz favorise le passage à l'exploitation de sources dont l'extraction s'avère plus difficile, tels le gaz de schiste et le pétrole extrait des sables bitumineux. Cela entraîne une augmentation de l'utilisation de nouvelles technologies pour accéder à ces sources d'énergie et, dans certains cas, de produits chimiques nocifs. Cette pétition porte sur l'utilisation de produits chimiques servant à la fracturation hydraulique de la roche pour accéder aux gaz de schiste et à l'utilisation de solvants pour l'extraction in situ des sables bitumineux. Dans les deux cas, des produits chimiques sont injectés dans le sol afin de faciliter l'accès aux combustibles fossiles.

Le système de réglementation n'a pas encore été entièrement établi pour ces méthodes relativement nouvelles de production de combustibles fossiles. Cette pétition porte sur la question visant à déterminer si les entreprises injectant des produits chimiques dans le sol pour la fracturation ou pour l'extraction in situ des sables bitumineux sont légalement tenues de déclarer leurs activités à l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP). Les pages qui suivent présentent de brèves descriptions de ces deux activités, suivies d'un portrait de ce que nous savons au sujet des exigences actuelles sur les déclarations que doivent faire les entreprises.

Fracturation de la roche

Pour accéder au gaz de schiste emmagasiné dans la roche, il faut avoir recours à la fracturation hydraulique. La fracturation consiste à injecter des produits chimiques dans les puits forés à même la roche qui, combinés à la pression, fractureront la roche pour permettre au gaz de circuler. À ce jour, cette technique a été utilisée pour extraire du gaz de schiste en Colombie-Britannique et aussi, dans une bien moindre mesure, au Québec. Toutefois, compte tenu du déclin de l'approvisionnement en gaz classique et des réserves de gaz de schiste disponibles en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan, au Québec, en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, cette industrie devrait croître de manière considérable au cours de la prochaine décennie.¹

En raison de l'important volume de liquide nécessaire pour fracturer la roche, les puits de gaz de schiste requièrent d'importantes quantités d'eau douce. Aux États-Unis, on estime que chaque puits nécessite en moyenne onze millions de litres d'eau.² L'eau douce est mélangée à des produits chimiques injectés dans les puits, et l'eau contaminée (appelée « fluide de reflux », qui peut être ramenée à la surface dans une proportion de 10 à 50% ou plus³) est soit jetée dans des réservoirs souterrains, soit conservée dans des fosses ouvertes, soit traitée et réacheminée dans l'environnement.⁴

De nombreuses inquiétudes ont été soulevées au sujet des impacts environnementaux et des effets sur la santé issus de la production de gaz de schiste, en particulier aux États-Unis, où le gaz de schiste représente environ 20 pour cent de la production de gaz naturel. Toutefois, cette pétition porte sur les produits chimiques utilisés dans les fluides de fracturation. Jusqu'à tout récemment, les sociétés d'extraction de gaz de schiste aux États-Unis n'étaient pas tenues de faire état publiquement des produits chimiques utilisés dans le processus de fracturation. Un récent rapport minoritaire rendu par le U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce [Comité sur l'énergie et le commerce de la Chambre des représentants des États-Unis] faisant enquête auprès de 14 entreprises a permis de révéler que, entre 2005 et 2009, celles-ci ont utilisé 750 produits chimiques différents dans 780 millions de gallons (trois milliards de litres) de fluide de fracturation.⁵

Au moins 29 de ces 750 produits chimiques sont connus comme étant cancérigènes ou potentiellement cancérigènes pour l'humain, ou figurent parmi les produits nocifs du *Safe Drinking Water Act* (loi sur l'eau potable) ou du *Clean Air Act* (loi sur la qualité de l'air) en raison de leurs effets sur la santé humaine. Les produits chimiques les plus largement utilisés sont, dans l'ordre, le méthanol, l'alcool isopropylique, le 2-butoxyéthanol et l'éthylène glycol. Parmi les 29 produits chimiques connus pour leurs effets sur la santé humaine aux États-Unis, 27 figurent sur la liste des substances du groupe 1 de l'INRP, et un autre sur celle des substances du groupe 4.

À ce jour, les entreprises canadiennes n'ont toujours pas divulgué les produits chimiques utilisés dans le processus de fracturation au Canada. Cela signifie que le gouvernement fédéral et, par le fait même, le public canadien sont maintenus dans l'ignorance au sujet du rejet de substances potentiellement dangereuses – comme l'acrylamide et le formaldéhyde, toutes deux cancérigènes – dans les eaux souterraines. Certaines quantités de fluide de fracturation demeureront sous terre et trouveront vraisemblablement leur chemin jusque dans les eaux souterraines, tandis que le reste sera éliminé à l'aide de méthodes mal définies.

Solvants et extraction in situ de sables bitumineux

L'extraction in situ des sables bitumineux est un procédé utilisé pour accéder aux gisements de sables bitumineux trop profonds pour être autrement exploités. Traditionnellement, le procédé consistait à injecter de la vapeur dans les puits pour liquéfier le bitume et pomper cette substance à la surface. Toutefois, plusieurs

entreprises mettent au point actuellement de nouvelles méthodes qui consistent à injecter des solvants organiques dans les puits pour diminuer la quantité de vapeur nécessaire au procédé.

Bien que l'utilisation de solvants pour l'extraction in situ de sables bitumineux en soit encore aux premiers stades, plusieurs entreprises ont mené des projets pilotes et envisagent de commencer à les utiliser à l'échelle commerciale. Parmi celles-ci, on retrouve : Larcina Energy avec ses projets Saleski Phase 1 et Germain Expansion⁶, Cenovus au lac Christina Lake avec son projet Narrows Lake Project⁷, Devon Energy à Jackfish 3⁸ et Imperial Oil à Cold Lake⁹. Les descriptions fournies par les entreprises sur leurs sites Web mentionnent l'utilisation de butane, de « solvants légers pour hydrocarbures » et de « solvants de propriété ». Aucune de ces entreprises n'a signalé le rejet de ces solvants dans l'INRP, du moins jusqu'au dernier rapport publié en 2009.

Étant donné que l'utilisation de solvants est à l'étape de mise au point, il est difficile, à partir de l'information disponible, de déterminer la quantité de solvant utilisée et celle qui est récupérée par rapport à celle rejetée dans les eaux souterraines. Par ailleurs, l'utilisation de solvants devrait augmenter à mesure que le procédé fera son entrée dans des applications commerciales et que la production de pétrole extrait des sables bitumineux passera de l'exploitation minière à l'exploitation in situ au cours de la prochaine décennie.¹⁰ Par conséquent, il est essentiel que les exigences réglementaires soient mises en place dès maintenant, avant que l'extraction in situ des sables bitumineux à l'aide de solvants ne soit pratiquée à grande échelle. Cela contribuera non seulement à protéger l'environnement mais permettra aussi d'éclairer l'industrie dans le cadre de nouveaux projets.

Critères de déclaration en vigueur

Chaque année, Environnement Canada publie les critères de déclaration des rejets de l'INRP dans la *Gazette du Canada*.¹¹ L'avis annuel est donné conformément au paragraphe 46 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999) [LCPE (1999)]. L'annexe 1 de l'avis énumère les substances visées par l'avis. Bien qu'il n'y ait toujours pas eu de divulgation de la part des entreprises au sujet des substances utilisées dans les fluides de fracturation, il est raisonnable de supposer qu'elles sont similaires à celles utilisées aux États-Unis. Comme indiqué précédemment, on retrouve 27 produits chimiques utilisés aux États-Unis dans les fluides de fracturation qui sont reconnus comme néfastes pour la santé humaine et qui sont énumérés à l'annexe 1 de l'avis de l'INRP. De plus, pendant que les entreprises de sables bitumineux tardent à divulguer la liste de solvants qu'ils utilisent pour l'extraction in situ, bon nombre de solvants organiques utilisés se trouvent à l'annexe 1 (le benzène, l'acétaldéhyde, le toluène, l'hexane, etc.).

L'annexe 3 énumère les critères de déclaration de l'INRP. Toutefois, les paragraphes 1(2)(a) et 4(a) semblent dispenser les installations de déclarer les substances qui sont rejetées au cours du processus d'exploration et de forage des puits de pétrole et de gaz¹²:

"(2) Malgré le paragraphe (1), cet avis ne s'applique pas à une installation si les seules activités qui ont lieu à l'installation sont l'une ou l'autre des activités suivantes ou les deux à la fois :

a) l'activité d'exploration pétrolière ou gazière ou dans le forage de puits de gaz ou de pétrole;"

"4. Dans le calcul des seuils de déclaration établis à la présente annexe, une personne visée par le présent avis ne doit pas inclure:

a) la quantité de la substance fabriquée, préparée ou utilisée d'une autre manière dans les activités d'exploration pétrolière ou gazière ou dans le forage de puits de gaz ou de pétrole;"

Comme la fracturation et l'extraction in situ avec solvants sont des activités relativement nouvelles au Canada, on ignore si ces exceptions aux critères de déclaration constituent une faille spécialement conçue pour permettre aux installations d'éviter de déclarer les substances chimiques qu'elles rejettent ou si certaines raisons peuvent réellement en justifier l'existence.

Le gouvernement fédéral a la responsabilité, en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999), d'assurer « la prévention de la pollution et la protection de l'environnement et de la santé humaine en vue de contribuer au développement durable ». ¹³ Selon la LCPE, les fonctions du gouvernement du Canada comprennent :

2. (1) Pour l'exécution de la présente loi, le gouvernement fédéral doit, compte tenu de la Constitution et des lois du Canada et sous réserve du paragraphe (1.1) :

1. (a) *exercer ses pouvoirs de manière à protéger l'environnement et la santé humaine, à appliquer le principe de la prudence, si bien qu'en cas de risques de dommages graves ou irréversibles à l'environnement, l'absence de certitude scientifique absolue ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir la dégradation de l'environnement, ainsi qu'à promouvoir et affermir les méthodes applicables de prévention de la pollution;*

Bien que l'extraction des ressources naturelles soit de compétence provinciale, la LCPE confie clairement la responsabilité au gouvernement fédéral de prendre les mesures nécessaires quant au rejet des substances nocives et d'assurer la transparence au sujet des quantités et des types de substances utilisées pour la fracturation et pour l'extraction in situ des sables bitumineux. Comme ces procédés sont de plus en plus utilisés, il est essentiel pour le gouvernement fédéral de comprendre cet enjeu de manière à satisfaire à ses obligations de protection des ressources en eau par l'entremise de la *Loi sur les pêches* et à respecter le rapport de confiance avec les peuples autochtones.

Petition Questions and Requests

These requests are directed at Environment Canada as the federal department responsible for overseeing the implementation of CEPA.

1. What measures, if any, is Environment Canada taking to track and report on the use of substances in fluid used for hydraulic fracturing of rock for shale gas extraction?
2. What measures, if any, is Environment Canada taking to track and report on the use of substances in solvent-assisted in situ tar sands extraction?
3. What studies is Environment Canada undertaking to understand the potential environmental and human health impacts of the chemicals used for hydraulic fracturing?
4. We request that companies be required to report substances released through:
 - a. Using fluids for hydraulic fracturing in wells to extract shale gas
 - b. Injection of substances into wells used for in situ tar sands extraction

On the NPRI by revising the NPRI reporting criteria so that these activities are captured.

Questions et demandes de la pétition

Ces demandes sont adressées à Environnement Canada en tant que ministère fédéral chargé d'assurer l'application de la LCPE.

5. Quelles mesures (s'il en est) Environnement Canada prend-il pour faire le suivi et rendre compte de l'utilisation des substances dans le fluide utilisé pour la fracturation hydraulique des roches servant à l'extraction de gaz de schiste?
6. Quelles mesures (s'il en est) Environnement Canada prend-il pour faire le suivi et rendre compte de l'utilisation des substances servant à l'extraction in situ de sables bitumineux avec solvants?
7. Quelles études Environnement Canada mène-t-il pour comprendre les effets potentiels sur la santé humaine et l'environnement des produits chimiques utilisés au cours de la fracturation hydraulique?
8. Nous demandons que les entreprises soient tenues de déclarer les substances figurant à l'INPR qui sont rejetées à la suite de :
 - a. l'utilisation de fluides pour la fracturation hydraulique dans les puits visant à extraire les gaz de schiste et

b. l'injection de substances dans les puits pour l'extraction in situ de sables bitumineux

en modifiant les critères de déclaration de l'INPR afin que ces activités soient signalées.

References

- ¹ National Energy Board. Energy Briefing Note: A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. November 2009. <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009-eng.html>
- ² National Energy Board. Energy Briefing Note: A Primer for Understanding Canadian Shale Gas. November 2009. <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009-eng.html>
- ³ New York City Department of Environmental Protection. Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed: Final Impact Assessment Report. December 2009.
- ⁴ Ben Parfitt. Fracture Lines: Will Canada's Water be Protected in the Rush to Develop Shale Gas? Program on Water Issues, Munk School for Global Affairs, University of Toronto. September 2010. http://beta.images.theglobeandmail.com/archive/00942/Fractured_Lines_942842a.pdf
- ⁵ United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minority Staff. Chemicals Used in Hydraulic Fracturing. April 2011. <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf>
- ⁶ <http://www.laricinaenergy.com/operations/saleski.html>
- ⁷ <http://www.cenovus.com/operations/docs/narrows-lake-plain-language.pdf>
- ⁸ <http://www.devonenergy.com/Operations/Documents/J3%20Summary%202009%2012%2018.pdf>
- ⁹ http://www.imperialoil.ca/Canada-English/community_ccr2009_environmental_tech.aspx
- ¹⁰ Canadian Association of Petroleum Producers. 2011 CAPP Crude Oil Forecast, Markets & Pipeline Report - Production and Supply Data. June 2011. <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=191091&DT=NTV>
- ¹¹ Canada Gazette. Department of Environment: *Notice with respect to substances in the National Pollutant Release Inventory for 2010*. Vol. 144, No. 50 — December 11, 2010. <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2010/2010-12-11/html/notice-avis-eng.html#d101>
- ¹² Canada Gazette. Department of Environment: *Notice with respect to substances in the National Pollutant Release Inventory for 2010*. Vol. 144, No. 50 — December 11, 2010. <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2010/2010-12-11/html/notice-avis-eng.html#d101>
- ¹³ Canada Gazette. *Canadian Environmental Protection Act*. Part III, Vol. 22, No. 3. November 4, 1999. <http://gazette.gc.ca/archives/p3/1999/g3-02203.pdf>